

EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.
(ENDESA)

ANALISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

CONSOLIDADOS

Al 30 DE JUNIO DE 2005

A) RESUMEN

La utilidad neta de Endesa Chile en el primer semestre de 2005 alcanzó a \$ 31.091 millones, a pesar del bajo nivel de hidrología durante el primer semestre de este año, y simultáneamente las máximas restricciones al suministro de gas natural argentino para la generación de energía eléctrica. Este resultado se compara con la utilidad neta de \$ 33.841 millones registrada en el primer semestre de 2004. El resultado operacional de la compañía disminuye en \$ 14.015 millones, parcialmente compensado por la mejora en el resultado no operacional en \$ 1.220 millones, y los menores impuestos a la renta por \$ 10.518 millones.

Este resultado se explica principalmente por un menor resultado de explotación en Argentina derivado primordialmente del impacto de nuestro negocio de exportación de energía a Brasil, y en menor medida por un menor resultado de nuestras operaciones en Perú. Por otra parte Brasil, Chile y Colombia presentan una mejoría en su resultado de explotación, a pesar, en el caso de Chile, de la alta generación térmica en abril y mayo y con combustibles líquidos debido al nivel de hidrología, las restricciones de gas natural desde Argentina cuyos cortes máximos se registraron en el mes de abril, y al impacto de la incertidumbre sobre las condiciones hidrológicas para los meses de invierno incorporado en el modelo de despacho del CDEC-SIC, cosa que se revirtió a partir de las lluvias de junio.

Cabe indicar que el resultado de explotación más depreciación y amortización de Endesa Chile Consolidada (EBITDA) alcanzó \$ 275.433 millones en el primer semestre de 2005. La distribución del EBITDA por país, ajustado por la participación de propiedad en cada compañía, muestra que Chile contribuye con un 57,9%, Colombia con un 15,3%, Brasil con un 9,7%, Perú con un 8,6% y Argentina con un 8,5%. La deuda neta consolidada se redujo en \$ 226.375 millones en el primer semestre de 2005 con relación al primer semestre del año anterior.

Los principales elementos relevantes que se pueden destacar en este primer semestre del año 2005 son los siguientes:

- El buen desempeño operacional en Chile, a pesar de que en los meses de abril y mayo se generó energía térmica utilizando en forma importante combustibles líquidos, lo que elevó el costo de generación en dichos meses a valores incluso superiores al precio de nudo, dadas las restricciones de gas natural argentino, la alta demanda y menor disponibilidad de energía hidráulica derivada del alto consumo y fin de temporada. La situación se revirtió completamente en el mes de junio, lográndose una importante recuperación de las reservas y rutas de nieve.
- La fuerte importancia de Ralco en el primer semestre del año 2005, en un escenario de crecimiento de la demanda y escasez de gas natural, y que ha sido en gran medida el soporte de la generación en el SIC, lo que avala nuestra clara posición a favor de las centrales hidráulicas como la principal fuente de energía en Chile desde todo punto de vista, incluido el medioambiental.
- La modificación de la Ley Eléctrica chilena, que incorpora entre otras: la posibilidad de firmar contratos de largo plazo con distribuidoras a un precio fijo, la fijación del precio de

nudo en US\$ 55,47 por MWh, aplicable a partir del 13 de junio del presente, y el incentivo a que distribuidoras sin contratos de compra de energía con generadoras se contraten, debiendo en el intertanto pagar el costo marginal de suministro y no el precio nudo conocido. El objeto de la modificación es entregar señales adecuadas para hacer rentables centrales térmicas que puedan utilizar combustibles sustitutos de gas natural argentino, dada la incertidumbre de éste, e incentivar el proyecto GNL (gas natural licuado), donde Endesa Chile está inicialmente participando.

- Una política comercial consistente con el mix de generación de la compañía y las condiciones del mercado, privilegiando el no encontrarse sobre contratada bajo ningún escenario, y ser vendedora en el mercado spot.
- El proyecto de crear un holding eléctrico en Brasil, con el objeto de potenciar nuestro negocio eléctrico en ese país aprovechando sinergias y tamaño, simplificar la estructura organizacional, proveer mayor estabilidad a los flujos de caja, y fortalecer el posicionamiento para optar a nuevas oportunidades de inversión y sin requerir financiamiento adicional desde Chile.

El resultado de explotación del primer semestre de 2005 fue de \$ 181.837 millones, un 7 % inferior a los \$ 195.852 millones obtenidos en el primer semestre de 2004.

Analizando los resultados operacionales por ítem, los ingresos de explotación consolidados a junio del año 2005 aumentan en 3 % con respecto al primer semestre del año 2004, alcanzando a \$ 579.382 millones, lo que significó una mejora de \$ 17.005 millones. Las ventas físicas acumuladas a junio de este año ascendieron a 27.387 GWh, lo que representa un crecimiento de un 4,4% con respecto al mismo período del año 2004.

Los costos de explotación alcanzaron \$ 377.465 millones, lo que representa un aumento de un 10% con respecto al mismo período del año 2004, explicado principalmente por mayores costos de combustible. Las compras de combustibles para la generación térmica aumentaron \$ 25.667 millones, equivalente a un alza de 37% con respecto a la respectiva cifra del primer semestre del año 2004. Adicionalmente, los costos en peajes y transporte de energía aumentaron en \$ 4.307 millones, equivalente a un aumento de 5,6% con respecto al primer semestre del año 2004 producto del crecimiento de un 6% en la producción de energía eléctrica. La producción de electricidad ascendió a 24.805 GWh, comparado con 23.401 GWh del mismo período del año 2004, manteniéndose la proporción de generación hidroeléctrica en 71%.

Desde la perspectiva del negocio por país, la disminución del resultado de explotación consolidado de Endesa Chile en \$ 14.015 millones se debe principalmente a los \$ 16.568 millones de disminución en los resultados operacionales en Argentina con respecto al primer semestre del año 2004, equivalente a un 84,5% de reducción.

En Argentina, el resultado de explotación de Costanera en el primer semestre de 2005 alcanzó una pérdida de \$ 2.139 millones, comparado con una utilidad de \$ 16.841 millones a junio de 2004. Este menor resultado se explica por los menores ingresos y mayores costos causados por la convocatoria desde Brasil de la energía de Costanera, de acuerdo a un contrato de exportación vigente, teniendo que generar utilizando combustible líquido (fuel oil) cuyo valor internacional alcanzó altos valores debido a la conocida coyuntura en que se mueve el mercado del petróleo, sin poder alternativamente comprar energía en el mercado spot argentino o utilizar gas natural para atender la convocatoria desde Brasil, debido a resoluciones adoptadas por la autoridad trasandina para mitigar el impacto en Argentina de la crisis. Esta situación provocó una importante brecha entre los precios de energía del contrato y los costos de generación, lo que incidió negativamente en los resultados asociados a la energía entregada. La empresa ha visto reducidos sus ingresos correspondientes a cargos fijos por potencia provenientes desde Brasil, obteniendo sus resultados en mayor medida de las operaciones en el mercado argentino.

Por otra parte, nuestra filial Hidroeléctrica El Chocón incrementó su resultado de explotación en un 87,4% llegando a \$ 5.173 millones. Las ventas físicas de electricidad de El Chocón alcanzaron 1.646 GWh en los primeros seis meses del año, comparado con 1.731 GWh durante el mismo período de 2004. Sin embargo, los ingresos operacionales registran un alza producto del aumento de los precios obtenidos en la venta de energía.

En Chile, el resultado de explotación neto de ajustes de consolidación del primer semestre de 2005 alcanzó a \$ 70.070 millones, un 2,6% superior al del primer semestre de 2004. Este resultado operacional resulta ser muy bueno, considerando que nuestra filial San Isidro resultó con una disminución en su resultado operacional de \$ 23.352 millones derivada de la alta generación con combustibles líquidos, producto del crecimiento de la demanda y de la necesidad de abastecer a clientes regulados en un escenario de escasez de gas natural antes del inicio del período de lluvias en el país. Los ingresos de explotación en Chile aumentan un 15,2%, de \$ 228.314 millones a \$ 263.130 millones. La venta física de energía eléctrica en Chile alcanzó 9.171 GWh, equivalente a un 7,7% de crecimiento con respecto al año 2004, producto de mayor generación propia de energía eléctrica. La producción de energía aumenta en 649 GWh por mayor despacho hidráulico por inclusión de Ralco en 2005. La generación térmica alcanzó 2.248 GWh, cifra inferior al mismo semestre del año 2004, sin embargo a un mayor costo como consecuencia de los cortes de gas natural argentino, cuyo máximo diario histórico de 11,4 millones de m³ se alcanzó en el mes de abril y al valor internacional de los combustibles alternativos.

Cabe indicar que la situación de lluvias y rutas de nieve nos muestran un escenario muy favorable para el resto del año, acompañado de los nuevos precios de nudo recientemente aprobados por la autoridad aplicable a contar del 13 de junio.

En Brasil, el resultado de explotación del primer semestre del año 2005 alcanzó a \$ 10.670 millones, \$ 2.679 millones superior al del primer semestre del año anterior. Las ventas físicas de Cachoeira aumentan en 2,9%. La hidrología de la región sudeste-centro oeste es favorable, permitiendo a la compañía aumentar la generación hidroeléctrica en 15%, reduciendo las necesidades de compras de energía. Los costos de explotación alcanzaron \$ 13.879 millones, equivalente a una disminución de un 5,7% y los gastos de administración y ventas fueron \$ 2.870 millones, disminuyendo un 63% con respecto al mismo período del año 2004, lo que se explica por la existencia de una provisión contable a junio de 2004 que fue liberada posteriormente producto del acuerdo alcanzado con el cliente CELG.

En Colombia, el resultado de explotación del primer semestre del año 2005 alcanzó a \$ 67.435 millones, un 1,6% superior al del primer semestre de 2004. Los ingresos operacionales de nuestro negocio en Colombia durante los primeros seis meses de este año fueron levemente inferiores a los del mismo período del año 2004, producto de menores ventas al mercado spot y a las compañías eléctricas de distribución e impactado por la revalorización del peso colombiano respecto al dólar. Las condiciones hidrológicas relevantes para este período redundaron en una reducción en la generación en Emgesa y aumento en la generación de Betania, traduciéndose en una disminución de la generación de Endesa Chile en Colombia de un 2,4% con respecto al mismo período del año 2004. El menor ingreso operacional de nuestro negocio en Colombia fue compensado por menores costos de explotación, parcialmente como consecuencia de la reducción en las compras de energía, revelando la eficacia de la política comercial de la compañía.

En Perú, el resultado de explotación del primer semestre del año 2005 alcanzó a \$ 30.628 millones, un 8,8% inferior al del primer semestre del año 2004. Este menor resultado se explica por los menores precios de venta producto de la buena hidraulicidad, aún cuando las ventas físicas han aumentado. Los ingresos operacionales de Edegel disminuyeron un 14,7%, mientras que las ventas físicas aumentaron un 6,3%. El nivel de hidrología permitió disminuir la generación térmica, reduciendo los costos de compra de combustible, situación que logró bajar los costos de explotación en \$ 8.173 millones, equivalente a un 22%. Cabe

indicar que el volumen embalsado al mes de junio representa el 77% de la capacidad total, siendo un 12% superior al promedio de los últimos 2 años.

Los resultados fuera de la explotación del primer semestre de 2005 fueron \$ 92.594 millones negativos, comparado con \$ 93.814 millones negativos del mismo período de 2004, afectando favorablemente al resultado final de la compañía. Las variaciones a este resultado fuera de la explotación son las siguientes:

En relación al gasto financiero neto, son importantes los mayores saldos en caja que incrementan los ingresos financieros en \$ 1.771 millones, y también la disminución de los gastos financieros en \$ 5.562 millones, desde \$ 104.772 millones a junio de 2004 a \$ 99.210 millones en junio de 2005, derivado principalmente de la revaluación del peso chileno con respecto al dólar y de un menor endeudamiento.

El resultado neto de inversiones en empresas relacionadas se redujo en \$ 9.570 millones en este semestre comparado con el mismo período del año 2004. Este menor resultado se explica básicamente por menores resultados netos devengados de nuestra coligada brasileña Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN), cuyo aporte a Endesa Chile alcanzó \$ 9.141 millones en el primer semestre de 2004 y una pérdida de \$ 3.916 millones durante los primeros seis meses de 2005, parcialmente compensado por un mejoramiento en el aporte de Gasatacama que aumentó en \$ 3.620 millones.

Los otros ingresos y egresos fuera de la explotación presentan una mayor utilidad neta de \$ 7.053 millones, que se explica fundamentalmente por el ajuste por conversión del Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G. de nuestras filiales en el extranjero, principalmente en la filial colombiana Emgesa y la filial brasileña Cachoeira Dourada S.A.

La corrección monetaria y las diferencias de cambio experimentaron una variación neta negativa de \$ 3.680 millones respecto de igual período del año anterior, originado principalmente por los efectos favorables de la depreciación nominal del peso frente al dólar de un 3,9% al 30 de junio de 2005, comparado con el 7,2% de depreciación nominal del peso frente al dólar de igual período de 2004.

En relación a los impuestos a la renta e impuestos diferidos, éstos originaron una disminución de \$ 10.518 millones en el primer semestre de 2005, comparado con el primer semestre de 2004. El impuesto a la renta consolidado acumulado alcanzó a \$ 43.950 millones, compuesto por un gasto de \$ 33.367 millones en impuesto a la renta, que acumula un aumento con respecto al primer semestre del año 2004 de \$ 699 millones, asociados a los mejores resultados tributables del primer semestre de 2005 con respecto al primer semestre de 2004, y \$ 10.583 millones por impuestos diferidos, que representa una disminución de \$ 11.217 millones con respecto al primer semestre de 2004. El menor gasto por impuesto diferido es producto de mejores resultados de las compañías con la consiguiente reducción de la pérdida tributaria, básicamente Central Costanera S.A. en Argentina y por el término del Convenio de Estabilidad Jurídica de Edegel en Perú.

Inversiones

El valor de las inversiones en activo fijo acumuladas a junio de 2005 alcanza los \$27.684 millones, lo que representa una disminución de un 52% con respecto al mismo período del año 2004, como consecuencia del término de la construcción de la central Ralco.

En relación a los proyectos de inversión en curso en Chile, Endesa Chile desarrolla actividades asociadas a la construcción de la central hidroeléctrica de pasada Palmucho, de 32 MW y que aprovechará el caudal ecológico de la central Ralco, cuya inversión total proyectada alcanza los US\$ 32 millones y su puesta en servicio está programada para el segundo semestre de 2007.

El directorio de Endesa Chile acordó autorizar formalmente la construcción de la central, adjudicándose a la firma Salfa Ingeniería y Construcción S.A. el contrato de obras civiles

CPL-20 "Excavaciones abiertas y subterráneas". Este proyecto ha sido ingresado por la compañía al circuito MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio), que constituye uno de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto.

Con respecto a la construcción de la central térmica contigua a San Isidro, se autorizó a la administración ejecutiva de Endesa Chile para firmar una nota de proceder preliminar con Mitsubishi, en el marco del Proyecto de Ampliación Central San Isidro, proyecto 100% de Endesa Chile, con una potencia máxima en ciclo combinado con Gas Natural Licuado (GNL) de 377 MW, la cual entraría en operación comercial en ciclo abierto con una fecha estimada al 31 de marzo de 2007. La operación en ciclo combinado entraría en operación comercial a partir de febrero de 2008, y cuya inversión se proyecta en US\$ 200 millones.

Una nota de proceder total debe ratificarse por el directorio de Endesa Chile antes del 31 de diciembre de 2005, una vez que se tenga conocimiento de la disponibilidad del Gas Natural Licuado para Chile, de conformidad con los resultados de la licitación internacional en curso.

Tarifas

La fijación de precios de nudo en el Sistema Interconectado Central (SIC) hecho llegar por la CNE a las empresas eléctricas con fecha 18 de abril de 2005, aplicable a contar del 1 de mayo de 2005, alcanzó un precio monómico de US\$ 45,40 por MWh, es decir un 2,5 % superior a la fijación de precios de octubre de 2004 medido en pesos y un 7,7% superior en dólares respecto a la fijación anterior.

Cabe indicar que el precio resultante, aún cuando correspondió a la banda del promedio de los precios libres, no reflejaba el costo real del sistema, el cual considera contratos en un escenario con gas natural. Esta situación se ve más claramente en el Informe Técnico Definitivo, el cual considera precios de nudo teóricos sobre los US\$ 100 por MWh en el nudo Alto Jahuel, debido a las restricciones de gas natural desde Argentina y al alto costo de combustibles alternativos.

Con fecha 29 de abril, se publicó en el Diario oficial el Decreto N° 152 del Ministerio de Economía, en el cual se incorpora un reajuste del 30% en la banda de los precios de clientes libres, resultando un precio nudo monómico de US\$ 55,47 por MWh, aplicable a contar del 13 de junio de 2005.

Sostenibilidad, Medio Ambiente y Gobierno Corporativo

Con fecha 18 de abril, Endesa Chile suscribió la escritura de constitución de una nueva sociedad filial cuya razón social es Endesa Eco S.A. y cuyo objeto es promover y desarrollar proyectos de energías renovables, tales como minihidro, eólica, geotérmica, solar, biomasa y otras, y actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

En sesión de directorio de Endesa Chile el día 30 de junio, se aprobó la constitución de un nuevo órgano societario denominado Comité de Auditoría, requerido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y por exigencia del Sarbanes Oxley Act.

Entre sus funciones se encuentra ser uno de los proponentes de la designación y compensación de auditores externos a la junta de accionistas, fiscalizar el trabajo de dichos auditores, aprobar previamente servicios de auditoría externa que sean prestados por auditores externos y establecer procedimiento para la recepción y gestión de quejas en el ámbito contable, de control interno o de auditoría.

Conclusión

En resumen, el primer semestre del año 2005 ha sido un semestre en que la compañía ha demostrado su gran fortaleza frente a situaciones adversas para el sector, dada la madurez de las políticas comerciales y el mejoramiento financiero logrado, sin haber sacrificado su crecimiento.

Sin embargo, y precisamente por la situación del entorno energético que vive el país derivado de la denominada crisis del gas argentino, y a los efectos que también provoca la crisis energética argentina respecto del negocio de interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, la compañía sigue alerta a estas contingencias y enfocando sus esfuerzos en minimizar los riesgos y aprovechar las oportunidades que estas situaciones pueden provocar, considerando el sostenido crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la región que ha alcanzado para el período 4,4% en Argentina, 5,8% en Brasil, 3,3% en Colombia, 4,6% en Chile y 4,2% en Perú.

B) RESULTADOS

(Millones de Pesos)	enero-dic. 2004	enero-junio 2004	enero-junio 2005	Variac. % enero-junio 2005/2004	Variac. ABSOLUTA junio 2005/2004
Ingresos de Explotación	1.042.989	562.377	579.382	3,0 %	17.005
Ventas Energía	1.014.427	548.135	565.910	3,2 %	17.775
Ventas Ss. Consult. y Trab.Terceros	28.562	14.242	13.472	(5,4 %)	(770)
Costo de Explotación	(635.482)	(343.018)	(377.465)	(10,0 %)	(34.447)
Costos Variables	(407.801)	(222.200)	(254.842)	(14,7 %)	(32.642)
Combustible	(120.402)	(69.496)	(95.163)	(36,9 %)	(25.667)
Compras Energía y Potencia	(103.326)	(54.244)	(53.304)	1,7 %	940
Peaje y transporte de energía	(144.633)	(77.136)	(81.443)	(5,6 %)	(4.307)
Otros C.V.	(39.441)	(21.325)	(24.932)	(16,9 %)	(3.607)
Depreciación	(171.302)	(91.521)	(92.687)	(1,3 %)	(1.166)
Costos Fijos	(56.379)	(29.296)	(29.936)	(2,2 %)	(640)
Gastos de Adm. y Ventas	(34.791)	(23.507)	(20.080)	14,6 %	3.427
Resultado de Explotación	372.715	195.852	181.837	(7,2 %)	(14.015)
Ingresos Financieros	15.061	7.902	9.673	22,4 %	1.771
Utilidad Inv. empresas relacionadas	19.482	10.815	5.183	(52,1 %)	(5.632)
Otros Ingresos Fuera de Expl.	51.754	8.572	21.487	150,7 %	12.915
Pérdida Inv. Empresas Relac.	(87)	(44)	(3.982)	(8.955,1 %)	(3.938)
Amort. Menor Valor de Inversiones	(1.478)	(843)	(759)	10,0 %	84
Gastos Financieros	(194.484)	(104.772)	(99.210)	5,3 %	5.562
Otros Egresos Fuera de Expl.	(80.079)	(20.363)	(26.225)	(28,8 %)	(5.862)
Corrección Monetaria	2.233	1.309	1.390	6,2 %	81
Diferencia de Cambio	20.838	3.610	(151)	(2.387,2 %)	(3.761)
Resultado Fuera de Explotación	(166.760)	(93.814)	(92.594)	1,3 %	1.220
Impuesto a la Renta	(94.361)	(54.468)	(43.950)	19,3 %	10.518
Ítemes extraordinarios	-	-	-	-	-
Interés Minoritario	(43.230)	(22.851)	(22.838)	0,1 %	13
Amortización Mayor Valor de Inv.	16.263	9.122	8.636	(5,3 %)	(486)
Utilidad (Pérdida) del Ejercicio	84.627	33.841	31.091	(8,1 %)	(2.750)
R.A.I.I.D.A.I.E (1)	602.740	311.430	286.887	(7,9 %)	(24.543)
Cobertura de gastos financieros (2)	3,10	2,97	2,89	(2,7 %)	(0,08)

(1) Corresponde a las siguientes partidas del estado de resultados: Resultado antes de Impuesto a la Renta e Ítemes Extraordinarios, más Gastos Financieros, más Amortización Menor Valor de Inversiones, más Otros Egresos Fuera de la Explotación, menos Otros Ingresos Fuera de la Explotación, más la depreciación del ejercicio, extraída del Estado de Flujo de Efectivo.
(2) calculado como R.A.I.I.D.A.I.E. / Gastos Financieros.

Los estados de resultados consolidados de Endesa Chile incorporan todas las filiales en Chile. Asimismo, incorporan las filiales argentinas Hidroeléctrica El Chocón S.A., Central Costanera S.A., las filiales colombianas Central Hidroeléctrica de Betania S.A. y Emgesa, la filial brasileña Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. y la filial peruana Edegel.

C) DESGLOSE DE INGRESOS Y COSTOS DE EXPLOTACIÓN:

Desglosado por segmentos geográficos. No existen líneas de negocio relevantes diferentes de la generación de energía. Al respecto, los desgloses de ingresos, costos, gastos de administración y ventas y resultados de explotación por países son los siguientes:

(MILLONES DE PESOS)	Ingresos Explotación		Costo Explotación		Gastos Adm. y Ventas		Resultado Operacional	
	enero-junio		enero-junio		enero-junio		enero-junio	
	2004	2005	2004	2005	2004	2005	2004	2005
ARGENTINA	87.138	84.897	(66.149)	(80.615)	(1.387)	(1.248)	19.602	3.034
COLOMBIA	140.903	139.497	(72.639)	(70.014)	(1.902)	(2.048)	66.362	67.435
BRASIL	30.452	27.419	(14.710)	(13.879)	(7.751)	(2.870)	7.991	10.670
PERU	75.571	64.439	(37.630)	(29.458)	(4.341)	(4.354)	33.599	30.628
CHILE	228.313	263.130	(151.890)	(183.499)	(8.126)	(9.560)	68.298	70.070
TOTAL CONSOLIDADO	562.377	579.382	(343.018)	(377.465)	(23.507)	(20.080)	195.852	181.837

(MILLONES DE PESOS)	Ingresos Explotación			
	enero-junio	% Ingresos	enero-junio	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	15.987	2,9%	18.713	3,2%
COSTANERA (ARGENTINA)	71.151	12,7%	66.184	11,4%
BETANIA (COLOMBIA)	17.140	3,0%	19.311	3,3%
EMGESA (COLOMBIA)	123.763	22,0%	120.186	20,8%
CACHOEIRA (BRASIL)	30.452	5,4%	27.419	4,7%
EDEGEL (PERÚ)	75.571	13,4%	64.439	11,1%
NACIONAL (*)	228.313	40,6%	263.130	45,5%
TOTAL CONSOLIDADO	562.377	100,0%	579.382	100,0%

(MILLONES DE PESOS)	Costo Explotación			
	enero-junio	% Ingresos	enero-junio	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	(12.940)	3,8%	(13.194)	3,5%
COSTANERA (ARGENTINA)	(53.209)	15,5%	(67.421)	17,9%
BETANIA (COLOMBIA)	(8.910)	2,6%	(10.152)	2,7%
EMGESA (COLOMBIA)	(63.729)	18,5%	(59.862)	15,8%
CACHOEIRA (BRASIL)	(14.710)	4,3%	(13.879)	3,7%
EDEGEL (PERÚ)	(37.630)	11,0%	(29.458)	7,8%
NACIONAL (*)	(151.890)	44,3%	(183.499)	48,6%
TOTAL CONSOLIDADO	(343.018)	100,0%	(377.465)	100,0%

(MILLONES DE PESOS)	Gastos de Administración			
	enero-junio	% Ingresos	enero-junio	% Ingresos
	2004	2004	2005	2005
CHOCON (ARGENTINA)	(286)	1,2%	(346)	1,7%
COSTANERA (ARGENTINA)	(1.101)	4,7%	(902)	4,5%
BETANIA (COLOMBIA)	(137)	0,6%	(200)	1,0%
EMGESA (COLOMBIA)	(1.765)	7,5%	(1.848)	9,2%
CACHOEIRA (BRASIL)	(7.751)	33,0%	(2.870)	14,3%
EDEGEL (PERÚ)	(4.341)	18,5%	(4.354)	21,7%
NACIONAL (*)	(8.126)	34,5%	(9.560)	47,6%
TOTAL CONSOLIDADO	(23.507)	100,0%	(20.080)	100,0%

(*) Incluye las inversiones en Chile y todas las sociedades de inversión.

RENTABILIDAD:

Indices	enero-dic. 2004	enero-junio 2004	enero-junio 2005	Variac. % junio 2005/2004
Rentabilidad del patrimonio	5,41 %	2,17 %	1,97 %	(9,6 %)
Rentabilidad del activo	1,53 %	0,55 %	0,56 %	1,2 %
Rend. activos operacionales	7,97 %	3,77 %	3,82 %	1,5 %
Utilidad por acción (\$)	10,32	4,13	3,79	(8,1 %)
Retorno de dividendos	0,0071	0,0089	0,0085	(4,5 %)

D) ANÁLISIS DEL BALANCE GENERAL

(Millones de Pesos)	dic. 2004	junio-2004	junio-2005	Variac. % junio 2005/2004	Var. Absoluta junio 2005/2004
Activos Circulantes	550.174	537.033	333.131	(38,0 %)	(203.902)
Activos Fijos	4.519.310	4.982.621	4.527.339	(9,1 %)	(455.282)
Otros Activos	301.352	302.978	405.470	33,8 %	102.492
Total Activos	5.370.836	5.822.632	5.265.940	(9,6 %)	(556.692)
Pasivos Circulantes	434.057	511.571	447.126	(12,6 %)	(64.445)
Pasivos a Largo Plazo	2.213.527	2.421.689	2.180.482	(10,0 %)	(241.207)
Interes minoritario	1.138.665	1.313.777	1.049.600	(20,1 %)	(264.177)
Patrimonio	1.584.587	1.575.595	1.588.732	0,8 %	13.137
Total Pasivos	5.370.836	5.822.632	5.265.940	(9,6 %)	(556.692)

Los activos circulantes disminuyeron en \$ 203.902 millones, explicado principalmente por \$ 144.146 millones de menores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a la Sociedad coligada Atacama Finance Co. y \$ 67.396 millones de menores depósitos a plazo, principalmente de la sociedad filial colombiana Emgesa, parcialmente compensado por \$ 6.674 millones de aumento en existencias.

La reducción de \$ 455.282 millones de los activos fijos se debe principalmente a la depreciación del primer semestre de 2005 por \$ 93.000 millones y el efecto del tipo de cambio de los activos fijos de las empresas filiales en el exterior por \$ 390.000 millones producto de la metodología de llevar en dólares históricos los activos no monetarios, según Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G., en las filiales que residen en países inestables. Lo anterior está parcialmente compensado por las nuevas incorporaciones de \$ 28.000 millones.

El aumento de los otros activos de \$ 102.492 millones se explica fundamentalmente por mayores documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas, básicamente a la coligada Atacama Finance Co.

Los pasivos circulantes presentan una disminución de \$ 64.445 millones, que se explica principalmente por una disminución en obligaciones con bancos e instituciones financieras por \$ 84.616 millones, producto de pagos y menor tipo de cambio, y una disminución de documentos y cuentas por pagar a empresas relacionadas por \$ 70.528 millones, básicamente a la coligada colombiana Codensa y la Matriz Enersis S.A., compensados parcialmente por aumentos en obligaciones con el público (bonos) por \$ 88.095 millones, por traspasos del largo plazo de bonos de la filial Endesa Chile Internacional y por un aumento en dividendos por pagar de \$ 7.504 millones.

Los pasivos a largo plazo disminuyeron en \$ 241.207 millones, los cuales se explican principalmente por menores obligaciones con bancos e instituciones financieras y

obligaciones con el público (bonos) por \$ 289.770 millones, producto de amortización y refinanciación de deuda, influyendo asimismo la apreciación del peso chileno con respecto al dólar al cierre del primer semestre de 2005 con respecto al cierre de igual período del año anterior, parcialmente compensados por aumento de acreedores varios e impuestos diferidos por \$ 48.851 millones.

El interés minoritario presenta una disminución de \$ 264.177 millones, debido principalmente a la disminución de los patrimonios de las filiales extranjeras controladas en dólares bajo el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

El patrimonio aumentó en \$ 13.137 millones respecto de junio de 2004. Esta variación se explica principalmente por el aumento en las utilidades acumuladas por \$ 50.355 millones y la utilidad del período por \$ 31.091 millones, compensados por la disminución en otras reservas en \$ 34.510 millones y pago de dividendos por \$ 34.280 millones.

Vencimientos de deuda con terceros:

(Millones de pesos)	2005	2006	2007	2008	2009	Balance	TOTAL
Chile	24.812	214.055	27.372	240.963	365.148	831.026	1.703.375
Endesa Chile (*)	24.812	214.055	27.372	240.963	365.148	831.026	1.703.375
Argentina	21.346	35.908	21.291	12.355	12.355	20.162	123.416
Costanera	21.346	35.908	21.291	12.355	12.355	20.162	123.416
Perú	34.436	44.068	34.740	17.451	24.034	5.095	159.824
Edegel	34.436	44.068	34.740	17.451	24.034	5.095	159.824
Brasil	919	2.259	2.964	1.120	-	-	7.262
Cachoeira	919	2.259	2.964	1.120	-	-	7.262
Colombia	1.441	42.088	-	-	78.054	52.144	173.727
Emgesa	1.441	42.088	-	-	78.054	52.144	173.727
Betania	7.242	14.484	14.484	-	-	74.491	110.703
TOTAL	82.954	338.377	86.367	271.888	479.591	908.427	2.167.604

(*) Incluye: Endesa Chile Internacional, Pangué, Pehuenche, San Isidro, Celta y Túnel El Melón.

LIQUIDEZ Y ENDEUDAMIENTO

(Indicadores)				Variac. %
	dic. 2004	junio-2004	junio-2005	junio 2005/2004
Liquidez corriente	1,27	1,05	0,75	(28,6 %)
Razón ácida	1,18	0,98	0,65	(33,7 %)
Pasivo exigible / Patrimonio	1,67	1,86	1,65	(11,3 %)
Pasivo exigible / (Patrimonio e Int.Min.)	0,97	1,02	1,00	(2,0 %)
% Deuda corto plazo	16,4	17,4	17,0	(2,4 %)
% Deuda largo plazo	83,6	82,6	83,0	0,5 %

Los indicadores de liquidez de la compañía disminuyen a junio de 2005 respecto de junio de 2004. El índice de liquidez corriente a junio de 2005 alcanza a 0,75, disminuyendo en un 28,6% con respecto a junio de 2004, y la razón ácida llega a 0,65, la que se compara con el 0,98 a junio de 2004, disminuyendo en un 33,7% con respecto a junio de 2004. El deterioro en los índices de liquidez de la compañía se explica principalmente por las disminuciones de activos circulantes, básicamente debido a la disminución en documentos y cuentas por cobrar a empresas relacionadas y depósitos a plazo.

La razón de endeudamiento a junio de 2005 se sitúa en 1,65 veces, disminuyendo en un 11,3% con respecto a igual período del año anterior, como consecuencia del positivo desempeño operacional de la compañía, del prepago de deuda financiera y de la apreciación del peso chileno con respecto al dólar a junio de 2005 en comparación con junio de 2004.

VALOR LIBRO Y VALOR ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Los valores de los bienes del activo fijo se encuentran ajustados de acuerdo a los criterios contables establecidos por la Superintendencia de Valores y Seguros en las Circulares Nos. 550 y 566 de 1985.

La depreciación es calculada sobre el valor actualizado de los bienes, de acuerdo con los años de vida útil restante de cada bien.

Las inversiones en empresas relacionadas se presentan valorizadas a su valor patrimonial proporcional. En el caso de las sociedades extranjeras, a contar del segundo trimestre de 1998 la aplicación de esta metodología se ha efectuado sobre estados financieros preparados conforme a la normativa establecida en el Boletín Técnico N° 64 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

Los valores intangibles se encuentran corregidos monetariamente y se amortizan de acuerdo a la normativa señalada en el Boletín Técnico N° 55 del Colegio de Contadores de Chile A.G.

De acuerdo al Oficio Circular N°150 del 31 de enero de 2003, de la Superintendencia de Valores y Seguros, la sociedad ha evaluado al cierre de los estados financieros del año 2002, la recuperabilidad de los activos asociados a sus inversiones, aplicando los principios de contabilidad aceptados en Chile que son los Boletines Técnicos N° 33 para activos fijos y por la jerarquía definida en el Boletín Técnico N° 56 se ha aplicado la NIC N° 36 para los mayores y menores valores relacionados con dichas inversiones.

Los activos expresados en moneda extranjera se presentan al tipo de cambio vigente al cierre de cada período.

Las inversiones en instrumentos financieros con pactos se presentan de acuerdo a su valor de compra más la proporción de los intereses correspondientes conforme a la tasa implícita de cada operación.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad, similares a las que habitualmente prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a principios y normas de contabilidad generalmente aceptados y a las instrucciones impartidas al respecto por la Superintendencia de Valores y Seguros, expuestas en Nota 2 de los Estados Financieros.

D) PRINCIPALES FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADOS

Flujo de Efectivo (Millones de Pesos)	enero-dic. 2004	enero-junio 2004	enero-junio 2005	Variac. % junio 2005/2004	Var. Absoluta junio 2005/2004
De la Operación	254.788	98.270	97.247	(1.0 %)	(1.023)
De Financiamiento	(111.200)	(102.666)	(236.377)	(130.2 %)	(133.711)
De Inversión	(71.633)	(19.986)	(11.787)	41.0 %	8.199
Flujo Neto del periodo	71.954	(24.383)	(150.918)	(519.0 %)	(126.535)
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	232.177	154.951	88.634	(42.8 %)	(66.317)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de \$ 97.247 millones, lo que representa una disminución de un 1% respecto a junio de 2004. Este flujo está compuesto principalmente por una utilidad del ejercicio de \$ 31.091 millones, más cargos a los resultados que no representan flujos netos de efectivo por \$ 86.829 millones, variaciones de activos que afectan al flujo de efectivo por (\$ 5.210) millones, variaciones de pasivos que

afectan al flujo de efectivo por (\$ 38.244) millones, utilidades en venta de activos por (\$ 57) millones e interés minoritario por \$22.838 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo negativo de \$ 236.377 millones, originado principalmente por pago de préstamos y obligaciones con el público (bonos) por \$ 233.057 millones, disminución de capital en filiales por \$ 81.740 millones y pago de dividendos por \$ 52.971 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por obligaciones con el público (bonos) por \$ 73.552 millones, obtención de préstamos por \$ 56.525 millones y otras fuentes de financiamiento por \$ 1.314 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de \$ 11.787 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de activo fijo por \$ 27.684 millones, préstamos documentados a empresas relacionadas por \$ 23.323 millones, compensados por recaudación de préstamos a empresas relacionadas por \$ 36.958 millones, otros ingresos de inversión por \$ 2.011 millones y ventas de activo fijo por \$ 251 millones.

Flujos de Caja Provenientes del Exterior

(Millones de pesos)	Intereses recibidos		Dividendos Recibidos		Red. Capital		Amortiz. Intercomp.		Otros	
	1er Sem. 04	1er Sem. 05	1er Sem. 04	1er Sem. 05	1er Sem. 04	1er Sem. 05	1er Sem. 04	1er Sem. 05	1er Sem. 04	1er Sem. 05
Argentina	3.373	3.113	-	-	-	-	11.585	-	-	-
Perú	-	-	3.735	3.383	-	-	-	-	2.242	4.041
Brasil	-	-	4.401	20.672	-	-	-	-	-	-
Colombia	8.778	-	-	-	-	-	-	24.672	-	-
Total	12.151	3.113	8.137	24.055	-	-	11.585	24.672	2.242	4.041

(Millones de pesos)	Total	
	1er Sem. 04	1er Sem. 05
Argentina	14.957	3.113
Perú	5.978	7.424
Brasil	4.401	20.672
Colombia	8.778	24.672
Total	31.114	55.881

(1) Cada transacción fue originalmente expresada en dólares y llevada a pesos chilenos al tipo de cambio de cierre del 30 de junio de 2005.

E) VARIACIONES MÁS IMPORTANTES EN LOS MERCADOS EN QUE OPERA LA EMPRESA

➤ ARGENTINA

- El mes de abril y los primeros 20 días de mayo estuvieron marcados por la exportación de energía hacia Brasil. El sistema cubrió sólo parte de la convocatoria de Brasil, ya sea por indisponibilidad de máquinas, así como por la decisión del regulador de impedir la compra de energía en el MEM para cubrir los contratos de interconexión. Los generadores que respaldan la interconexión con contratos de potencia firme invocaron fuerza mayor ante el cliente en Brasil.
- En los últimos días del mes de mayo, la recuperación de las afluencias en el noreste, (que además se acompañó del fin de la exportación a Brasil) y las lluvias en la zona de Comahue permitieron que el sistema tuviese un importante abastecimiento hidroeléctrico y que los requerimientos de generación térmica y por lo tanto de combustibles, fuese reducido.

➤ BRASIL

- El 2 de abril fue realizada una segunda licitación de energía existente, donde se cerraron ventas a las distribuidoras por 1.325 MW-medios para el período

comprendido entre el año 2008 y 2015. Los precios medios de venta fueron de 83,1 R\$/MWh. Cachoeira Dourada participó de la licitación, adjudicándose un bloque de 133 MW-medios a un precio de 83,5 R\$/MWh.

- En abril y principios de mayo, los bajos afluentes del subsistema Sur produjeron altos precios (~ 80 R\$/MWh), que implicó despachar la interconexión de CIEN. El cubrimiento de los contratos fue sólo parcial provocando diferencias entre CIEN y sus clientes de línea 1 (Furnas y Tractebel) y entre CIEN y sus proveedores desde Argentina (CEMSA y Costanera).
- Durante los últimos días de mayo, las lluvias permitieron incrementar el nivel de embalses en más de 20% en el subsistema sur, bajando los precios a niveles inferiores a 30 R\$/MWh.
- La garantía física de generación que aportan las líneas de CIEN al mercado sur se mantiene en torno a 400 MW, tal como fue definido por el Ministerio de Minas y Energía en marzo pasado. Este hecho implicó que las curvas de aversión al riesgo utilizadas por el ONS para definir la operación de embalses del sistema fueran modificadas, incrementando los niveles de embalse mínimos en más de un 10%.

➤ CHILE

- El Senado aprobó el Nuevo Código de Aguas. La normativa fija el pago de una patente por el no uso del agua y promueve un acceso competitivo a su aprovechamiento, debido a que son rematadas cuando hay más de una solicitud por este derecho. Este cobro comenzará a partir del 1 de enero de 2006. Debido al interés hidroeléctrico de la zona, quedan excluidas la localidad de Palena en la X Región, XI y XII, donde regirá en 7 años más (2013). El día 16 de junio de 2005 se promulgó en el Diario Oficial esta Modificación del Código de Aguas.
- El día 19 de mayo se promulgó en el Diario Oficial la Ley 20.018, donde se amplía la aplicación de la banda de precios de clientes libres para el cálculo del Precio de Nudo (puede llegar a un 30%), se aumenta el techo del precio de las licitaciones de largo plazo de las EEDD, se posibilita a las empresas generadoras pactar reducciones de consumo con clientes cuyo consumo es inferior a 500 kW y se incentiva el desarrollo de energías renovables. La aplicación de esta ley tendrá efectos positivos inmediatos para las empresas generadoras, pues las ventas a las EEDD sin contrato se harán a Costo Marginal, en lugar de Precio de Nudo.
- La Comisión Nacional Energía envió a las empresas el Informe Técnico Definitivo (ITD) de Precio de Nudo del SIC, que contempla un precio medio en la S/E Alto Jahuel 220 kV de 45,4 US\$/MWh (considerando la aplicación de la banda de precios de cliente libre), lo que representa un alza de 7,7 % en dólares y de 2,5 % en pesos respecto de los valores vigentes. Sin embargo, de acuerdo con la Ley N° 20.018, la Comisión Nacional Energía envió a las empresas el Informe Técnico de Ajuste de Precios de Nudo Abril de 2005, que contempla un precio medio en la S/E Alto Jahuel 220 kV de 55,47 US\$/MWh (considerando la aplicación de la nueva banda de precios de cliente libre), lo que representa un alza de 22,2 % en dólares y pesos respecto de la fijación original de abril.
- Endesa Chile, ENAP, COLBUN y METROGAS iniciaron formalmente el proceso de licitación internacional para seleccionar la empresa que suministrará GNL a Chile. Esta licitación internacional finalizará durante diciembre de 2005.

➤ **COLOMBIA**

- Con autorización de la asamblea de accionistas del año pasado, ISA prepara la creación de una nueva filial que, a partir del Centro Nacional de Despachos, asumirá la planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional y la administración del Sistema de Intercambios y Comercialización de energía en el mercado mayorista.
- Se abrió la convocatoria para la construcción de la ampliación a 500MW de la línea de interconexión con Ecuador. La Empresa de Energía de Bogotá S.A. resultó ganadora y se estima que las obras estarán concluidas en el primer trimestre del año 2007, con una inversión total de US\$ 41,5 millones.

➤ **PERÚ**

- Las nuevas tarifas en barra entraron en vigencia a partir del primer día hábil de mayo. Estas son de US\$ 29,66/MWh para energía y US\$ 5,04/KW-mes para potencia. Esto significa un precio monómico de 38,4 US\$/MWh que implica una reducción de 0,3% con relación a la fijación tarifaria de noviembre de 2004. Desde el 4 de junio sufrieron un reajuste al alza por efecto de aplicar factores de indexación según la normativa vigente, llegando a un precio monómico de 40,3 US\$/MWh, que corresponde a un alza de 4,9%.
- La Comisión de Energía y Minas del Congreso aprobó el dictamen de un proyecto de ley que modifica varios artículos de la Ley de Concesiones Eléctricas referidos al Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Nacional (COES). Se dispone la participación en el COES de representantes de la demanda de este mercado, es decir a las concesionarias distribuidoras y a los clientes libres, quienes tendrán dos representantes cada uno en el directorio del referido comité que actualmente está integrado sólo por representantes de los generadores.
- Con fecha 15 de junio de 2005, fue publicado en el sitio web de Osinerg el anteproyecto de Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, por parte de la comisión conjunta MEM-Osinerg. Entre las propuestas incluidas en este documento, se tiene la incorporación de licitaciones para las empresas distribuidoras y la posibilidad que tanto clientes libres como distribuidoras compren en el mercado spot.
- El Consejo Nacional de Medio Ambiente – CONAM, certificó que el Proyecto Callahuanca contribuye al Desarrollo Sostenible del Perú y que por lo tanto puede participar en el mercado de carbono en el país a través del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), vinculado al Protocolo de Kyoto. Se estima que el Proyecto reducirá 28.000 toneladas de CO2 anuales. En marzo se realizó la salida de la primera unidad que será repotenciada en 2,5 MW y que se espera reingrese en junio de 2005.

MERCADOS EN QUE PARTICIPA LA EMPRESA:**1) MERCADO CHILENO**

1er Sem. 2005 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC CONSOLIDADO	ENDESA SING	TOTAL CHILE CONSOLIDADO
Total generación de energía	5.101,1	623,6	1.538,6	979,1	8.242,4	194,6	8.437,0
Generación hidroeléctrica	4.026,6	623,6	1.538,6	-	6.188,9	-	6.188,9
Generación térmica	1.074,4	-	-	979,1	2.053,5	194,6	2.248,1
Compras de energía	3.023,3	97,4	-	472,1	582,6	288,2	870,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	2.551,0	97,4	-	361,8	3.010,1	-	3.010,1
Compras a otros generadores	459,4	-	-	-	459,4	-	459,4
Compras en el spot	12,9	-	-	110,3	123,2	288,2	411,4
Pérdidas de transmisión y consumos propios	111,0	5,1	15,1	4,1	135,2	2,0	137,2
Total ventas de energía	8.013,3	715,9	1.523,5	1.447,1	8.690,1	480,7	9.170,8
Ventas a precios regulados	3.085,6	-	56,0	56,9	3.198,4	-	3.198,4
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas a precios no regulados	1.502,5	0,2	55,4	356,2	1.914,2	480,7	2.394,9
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	909,7	-	529,3	83,8	1.522,8	-	1.522,8
Ventas a empresas generadoras relacionadas	460,9	715,7	882,9	950,3	3.009,8	-	3.009,8
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	18.444,5	18.444,5	18.444,5	18.444,5	18.444,5	5.914,0	24.358,5
Participación sobre las ventas (%)	41%	0%	3%	3%	47%	8%	38%

1er Sem. 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC CONSOLIDADO	ENDESA SING	TOTAL CHILE CONSOLIDADO
Total generación de energía	4.406,0	356,0	1.465,0	1.317,0	7.544,0	244,0	7.788,0
Generación hidroeléctrica	3.609,0	356,0	1.465,0	-	5.430,0	-	5.430,0
Generación térmica	797,0	-	-	1.317,0	2.114,0	244,0	2.358,0
Compras de energía	3.037,0	235,0	-	71,0	615,0	227,0	842,0
Compras a empresas generadoras relacionadas	2.493,0	235,0	-	-	2.728,0	-	2.728,0
Compras a otros generadores	539,0	-	-	-	539,0	-	539,0
Compras en el spot	5,0	-	-	71,0	76,0	227,0	303,0
Pérdidas de transmisión y consumos propios	89,0	2,0	14,0	7,0	112,0	2,0	114,0
Total ventas de energía	7.354,0	589,0	1.451,0	1.381,0	8.047,0	469,0	8.516,0
Ventas a precios regulados	2.841,0	-	26,0	26,0	2.893,0	-	2.893,0
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	2.371,0	-	-	-	2.371,0	-	2.371,0
Ventas a precios no regulados	1.624,0	-	54,0	325,0	2.003,0	469,0	2.472,0
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	282,0	-	488,0	10,0	780,0	-	780,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	236,0	589,0	883,0	1.020,0	2.728,0	-	2.728,0
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	17.122,2	17.122,2	17.122,2	17.122,2	17.122,2	5.389,9	22.512,1
Participación sobre las ventas (%)	42%	-	3%	2%	47%	9%	38%

2) CHILE Y OTROS MERCADOS

1er Sem. 2005 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC CONSOLIDADO	ENDESA SING	TOTAL CHILE CONSOLIDADO
Total generación de energía	5.101,1	623,6	1.538,6	979,1	8.242,4	194,6	8.437,0
Generación hidroeléctrica	4.026,6	623,6	1.538,6	-	6.188,9	-	6.188,9
Generación térmica	1.074,4	-	-	979,1	2.053,5	194,6	2.248,1
Compras de energía	3.023,3	97,4	-	472,1	582,6	288,2	870,8
Compras a empresas generadoras relacionadas	2.551,0	97,4	-	361,8	3.010,1	-	3.010,1
Compras a otros generadores	459,4	-	-	-	459,4	-	459,4
Compras en el spot	12,9	-	-	110,3	123,2	288,2	411,4
Pérdidas de transmisión y consumos propios	111,0	5,1	15,1	4,1	135,2	2,0	137,2
Total ventas de energía	8.013,3	715,9	1.523,5	1.447,1	8.690,1	480,7	9.170,8
Ventas a precios regulados	3.085,6	-	56,0	56,9	3.198,4	-	3.198,4
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas a precios no regulados	1.502,5	0,2	55,4	356,2	1.914,2	480,7	2.394,9
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	909,7	-	529,3	83,8	1.522,8	-	1.522,8
Ventas a empresas generadoras relacionadas	460,9	715,7	882,9	950,3	3.009,8	-	3.009,8
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	18.444,5	18.444,5	18.444,5	18.444,5	18.444,5	5.914,0	24.358,5
Participación sobre las ventas (%)	41%	0%	3%	3%	47%	8%	38%

1er Sem. 2004 (GWh)	Endesa	Pangue	Pehuenche	San Isidro	ENDESA SIC CONSOLIDADO	ENDESA SING	TOTAL CHILE CONSOLIDADO
Total generación de energía	4.406,0	356,0	1.465,0	1.317,0	7.544,0	244,0	7.788,0
Generación hidroeléctrica	3.609,0	356,0	1.465,0	-	5.430,0	-	5.430,0
Generación térmica	797,0	-	-	1.317,0	2.114,0	244,0	2.358,0
Compras de energía	3.037,0	235,0	-	71,0	615,0	227,0	842,0
Compras a empresas generadoras relacionadas	2.493,0	235,0	-	-	2.728,0	-	2.728,0
Compras a otros generadores	539,0	-	-	-	539,0	-	539,0
Compras en el spot	5,0	-	-	71,0	76,0	227,0	303,0
Pérdidas de transmisión y consumos propios	89,0	2,0	14,0	7,0	112,0	2,0	114,0
Total ventas de energía	7.354,0	589,0	1.451,0	1.381,0	8.047,0	469,0	8.516,0
Ventas a precios regulados	2.841,0	-	26,0	26,0	2.893,0	-	2.893,0
Ventas a distribuidoras relacionadas a precios regulados	2.371,0	-	-	-	2.371,0	-	2.371,0
Ventas a precios no regulados	1.624,0	-	54,0	325,0	2.003,0	469,0	2.472,0
Ventas internas a precios no regulados	-	-	-	-	-	-	-
Ventas al spot	282,0	-	488,0	10,0	780,0	-	780,0
Ventas a empresas generadoras relacionadas	236,0	589,0	883,0	1.020,0	2.728,0	-	2.728,0
VENTAS TOTALES EN EL SISTEMA	17.122,2	17.122,2	17.122,2	17.122,2	17.122,2	5.389,9	22.512,1
Participación sobre las ventas (%)	42%	0%	3%	2%	47%	9%	38%

F. ANÁLISIS DE RIESGO DE MERCADO

➤ **ARGENTINA**

- Riesgo hidrológico: Los aportes hidráulicos fueron mejorando paulatinamente, pasando de niveles de 30% por debajo de la media hidrológica en abril, a tener superávit de un 50% en junio. En particular, la variación en el río Uruguay (Central Salto Grande) fue de -25% en abril a +133% en junio con respecto a la media histórica.
- Precio de los combustibles. En mayo de 2005 no se aplicó el tercer escalón (antes había subido en mayo y noviembre de 2004) de alza del precio de gas de boca pozo. Sin embargo, la autoridad ha informado que cuando se aplique dicha alza no se transferirá a precios del MEM y que se pagarán los costos reales por fuera del mercado, siendo esto retroactivo desde el 1 de mayo.
- Variación de demanda. La demanda interna creció en cerca de un 4,4% en el primer semestre de 2005 en relación al primer semestre de 2004, con una tendencia al alza en la tasa de crecimiento (6,6% en junio).

➤ **BRASIL**

- Riesgo hidrológico: Los aportes hidráulicos en la región Sur mejoraron en la segunda mitad de mayo, incrementando el nivel de almacenamiento de 40% en abril a 60% en mayo y a 90% en junio.
- Precio de los combustibles: No es relevante el precio de los combustibles.
- Variación de demanda. La demanda interna creció en promedio un 5,8% durante 2005.

➤ **CHILE**

- Riesgo hidrológico: La probabilidad de excedencia acumulada para el año hidrológico abril-junio de 2005 fue de 18,8 %, que representó una hidrología húmeda en el sistema.
- Se mantienen las restricciones de gas en el norte de Chile, afectando a la central Taltal por 0,9 millones de m³/d, que puede ser reemplazado mediante la operación con diésel de dicha central.
- A partir de enero se han aplicado restricciones adicionales al suministro de la zona centro-sur del país, alcanzando durante el segundo trimestre niveles máximos de aproximadamente 9 millones de m³/d, afectando, entre otros, a la central San Isidro, la cual ha tenido cortes promedio de 0,5 millones de m³/d. En condiciones de corte de gas, y estando en una situación de precios de energía favorable, se han activado los mecanismos de "swap" con la central Costanera (Argentina), que permiten suministro adicional de gas.
- Variación de demanda. La demanda interna creció cerca de un 4,5% en el SIC y 4,6% en el SING durante 2005.

➤ **COLOMBIA**

- Riesgo hidrológico: El nivel de contratación de las empresas del grupo hace que la exposición al riesgo hidrológico sea relativamente baja. Los aportes totales del SIN de enero a junio del año 2005 han sido de 96% del promedio. Sin embargo, para Guavio y Betania han sido inferiores a la media durante el último trimestre,

situándose en una condición de 80% y 70% de probabilidad de excedencia, respectivamente.

- Precio de los combustibles: Debido al mecanismo de declaración de ofertas, el precio de los combustibles es sólo una componente del precio declarado. Para condiciones secas, el precio declarado podría subir por la percepción de los agentes. El grupo Endesa Chile posee generación termoeléctrica de carbón, por lo que un incremento en el precio de este combustible afectaría los costos de producción de esta central. Sin embargo, dada la condición hidrológica actual, la operación por mérito de estas centrales ha sido baja.
- Riesgo devaluación: Durante el año 2005, el tipo de cambio se ha revaluado, lo que ha favorecido el ingreso por contratos del grupo, ya que la tarifa de estos contratos es monómica y está fijada en pesos colombianos.
- Variación de demanda. La demanda eléctrica se incrementó en cerca de 3,3% en el primer semestre de 2005 en relación al primer semestre de 2004.

➤ **PERÚ**

- Riesgo hidrológico: El grupo Endesa Chile es vendedor neto en el spot, por lo que el riesgo frente a condiciones hidrológicas secas es bajo. Los caudales acumulados en las cuencas de los ríos Rimac, Tulumayo, Tarma y Junín-Mantaro corresponden a una categoría seca, salvo el caso del primero, en que se tiene una categoría semi-seca, con valores que presentan una probabilidad de excelencia mayor a 75%.
- Precio de los combustibles: El precio internacional del petróleo afecta directamente el precio de los combustibles líquidos que utilizan la mayoría de centrales térmicas, por lo cual los precios de energía en el sistema se ven afectados fuertemente y el valor de los contratos firmados disminuye.
- Variación de demanda. La demanda interna creció en promedio un 4,8% en el trimestre, con una tendencia al alza en la tasa de crecimiento (6,6% en junio)
- Variación de demanda. La demanda se incrementó sobre un 4,2% en el primer semestre de 2005 en relación al primer semestre de 2004.

G) ANÁLISIS DEL RIESGO CAMBIARIO Y DE TASAS DE INTERÉS

La compañía tiene un alto porcentaje de sus créditos denominados en dólares, debido a que la mayor parte de las ventas en los distintos mercados donde opera presentan un alto grado de indexación a esta moneda. Los mercados de Brasil y Colombia presentan una menor indexación al dólar, por lo que las filiales en estos mercados tienen mayor endeudamiento en moneda local. En el caso de Argentina, los flujos provenientes de los contratos de exportación de energía y de potencia con Brasil están indexados al dólar, lo que reduce la exposición al riesgo cambiario en este país.

Sin perjuicio de esta cobertura natural al tipo de cambio, la compañía en un escenario de alta volatilidad del dólar, ha continuado con su política de cubrir parcialmente sus pasivos en esta moneda, con el objeto de atenuar las fluctuaciones que generan en los resultados las variaciones en el tipo de cambio. Considerando la importante reducción del descalce contable en los últimos años, que ha llegado a niveles prudentes, la empresa ha modificado su política de cobertura dólar-peso para establecer un descalce contable máximo admisible sobre el cual se realizarán operaciones de cobertura.

Al 30 de junio de 2005, la empresa en términos consolidados tiene cubierto en Chile, mediante contratos forwards dólar-peso, un monto de US\$ 82 millones, comparado con US\$ 10 millones a igual fecha del año anterior. Esta variación se debe principalmente al aumento del descalce contable.

En términos de riesgo de tasa de interés, la compañía tiene una relación de deuda en tasa fija y tasa variable de aproximadamente 92 % / 8 % fijo / variable al 30 de junio de 2005. El porcentaje de deuda en tasa fija ha aumentado si se compara con la relación 87% / 13 % de deuda fija / variable que se tenía a igual fecha del año anterior, lo que ha permitido minimizar el riesgo de las fluctuaciones en las tasas de interés.